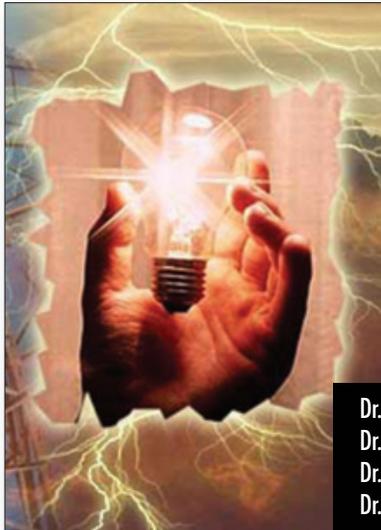


Factores de eficiencia energética a considerar en el cálculo de **redes eléctricas subterráneas**



Energy efficiency factors to consider in electrical grids calculation

Dr. Pau Casals-Torrens
Dr. Xavier Granados-García
Dr. Ricard Bosch-Tous
Dr. Juan A. Martínez-Velasco

Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)
Institut de Ciència de Materials de Barcelona (ICMAB)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)
Universitat Politècnica de Catalunya (UPC)

Catalunya (UPC)
Catalunya (UPC)
Catalunya (UPC)

Recibido: 16/02/09 • Aceptado: 20/04/09

ABSTRACT

- Traditionally, the design of the primary underground circuits for electrical distribution has been based on technical exploitation criteria, as load capacity, reliability, service quality, losses, and economical concerns as installation cost, being so achieved a compromise which minimizes the investment cost on the basis of optimizing the cable section. This procedure maintains its validity from the technical point of view but, nowadays, a new environmental and economical concern should be taken in account in order to determinate the optimum section of an underground cable. This new factor is just the emission of greenhouse effect gasses, as CO₂, consequence of the primary source of energy used in the electrical energy production. The ecological impact of these emissions is being increasing its relevance as increases the social conscience on environmental concerns, in particular, since the signature of the Kyoto Agreement.
- In this work, we present a designing method which considers the part of generation of energy necessary to cover the losses in the underground distribution lines, and includes the cost of the CO₂ emissions in the computation of the optimum section of the cable. It is concluded that by increasing the section, not necessary from the viewpoint of classical design lines, leading to a reduction of emissions and Joule losses, which allows a rapid recovery of investment through energy savings achieved with reducing losses. The investment excess could be paid back quickly by avoiding administrative fines and by selling the corresponding emission rights.
- **Key Words:** CO₂ emissions, power distribution, power generation, underground grid, Joule losses, Kyoto Protocol.

RESUMEN

El diseño de las redes de distribución subterránea de energía eléctrica se ha basado tradicionalmente en criterios técnicos de explotación, relacionados con capacidad de carga, fiabilidad, calidad del servicio o pérdidas, y en criterios económicos, como el coste de instalación, buscando en cada caso, la solución de compromiso que minimice el coste de inversión. Este método mantiene su validez desde el punto de vista técnico, pero desde el punto de vista ambiental y económico ha surgido un nuevo condicionante, que merece ser tenido en cuenta a la hora de determinar la sección óptima de los conductores.

Este nuevo factor es la emisión de gases de efecto invernadero que, como el CO₂, se producen debido al tipo de fuente primaria utilizada en la generación de energía eléctrica. El impacto ecológico de estas emisiones es cada vez más importante, como creciente es el grado de conciencia social y ambiental, en particular desde la firma del Protocolo de Kyoto. El presente estudio ofrece un método centrado en la componente de generación que debe aportar las pérdidas de efecto Joule en las líneas de distribución subterráneas, e incluye el costo de emisión de CO₂ en el cálculo de la sección óptima. Un incremento de sección, “no necesario desde el punto de vista clásico de diseño de líneas”, conduce a una reducción de pérdidas por efecto Joule y de emisiones, lo que permite una recuperación rápida de la inversión,

gracias al ahorro de energía conseguido con la reducción de pérdidas. Esto, además de evitar sanciones administrativas por exceso de emisiones, permite vender este “ahorro de emisiones” en el “mercado de derechos de emisiones”.

Palabras Clave: Emisiones de CO₂, distribución de energía eléctrica, generación de energía eléctrica, red subterránea, pérdidas Joule, Protocolo de Kyoto.

1. INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente, el diseño de las redes subterráneas de distribución de energía eléctrica se ha basado en criterios técnicos como el nivel de tensión de la red, la máxima caída de tensión, la intensidad de carga admisible (límite térmico) o la intensidad de corto circuito [1-3], que han permitido, y siguen permitiendo, dimensionar adecuadamente dichas redes.

Aunque es sobradamente conocida la posibilidad de ahorro de energía que puede aportar un incremento de la sección de los conductores, la selección de esta sección se suele realizar teniendo en cuenta criterios económicos; es decir se adopta la sección mínima admisible, que minimiza la inversión [4].

Sin embargo, la mayor conciencia social y política sobre la necesidad de reducir los factores contaminantes, así como las nuevas exigencias y regulaciones medioambientales sobre emisión de gases de efecto invernadero, en especial las derivadas del Protocolo de Kyoto han provocado que las emisiones de CO₂ (principal causante del calentamiento), originadas en los procesos de generación de energía eléctrica, hayan adquirido una relevancia económica importante que conviene tener en cuenta. La reducción de emisiones es una de las prioridades señaladas en los planes estratégicos de las compañías eléctricas.

En este trabajo se presenta un método que incorpora el criterio “reducción de emisiones de CO₂” en el diseño de líneas subterráneas de distribución a media tensión (MT), que permite disminuir la generación destinada a satisfacer las pérdidas de potencia que se producen en dichos sistemas de distribución.

2. CONSIDERACIONES PREVIAS

El *Protocolo de Kyoto* [5], que establece para el período comprendido entre los años 2008 y el 2012 una reducción total de emisiones de gases de efecto invernadero a un nivel inferior en no menos de 5% al de 1990, está obligando a los países signatarios a tomar medidas que les permitan cumplir con su correspondiente asignación de emisiones.

El sector energético es una de las fuentes más importantes de emisión de los seis gases que contribuyen al

efecto invernadero: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) [5].

Una parte de estas emisiones, consecuencia de la quema de combustibles, es necesaria para satisfacer las pérdidas de energía presentes en cualquier etapa de la cadena de producción – transporte – distribución. En el caso particular del transporte o la distribución de energía por cable aislado, las pérdidas se deben principalmente a los siguientes efectos:

- Disipación térmica en los conductores
 - Efecto Joule
 - Efecto pelicular
 - Efecto proximidad
- Pérdidas en dieléctricos (efecto capacidad del cable)
- Pérdidas por inducción en las cubiertas metálicas
 - Corrientes de circulación
 - Corrientes de Foucault
 - Efecto proximidad

En su conjunto, estos factores no sólo ocasionan que parte de la energía transportada se pierda, si no que contribuyen al correspondiente incremento de temperatura en el cable, que a su vez reduce su capacidad de transporte y su vida útil.

La tendencia hacia sistemas de generación distribuida hará que a medio plazo estas pérdidas disminuyan en las líneas de transporte; más lejano está el horizonte en distribución, donde se requieren avances en gestión de energía y coordinación de protecciones, para aprovechar los futuros desarrollos de micro-redes.

Las pérdidas de transporte y de distribución, que incluyen pérdidas en líneas, subestaciones y centros de transformación (CT) fueron, como ejemplo ilustrativo, de 3.750 GWh (7,4%) durante el año 2006 [6] en Cataluña, lo que representó 322,5 kTEP (ver más abajo). En consecuencia, las pérdidas, además de su coste propio en energía, deben ser consideradas también como fuente de emisión de CO₂.

Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera, dependen, en términos de energía primaria necesaria para cubrir este tipo de pérdidas, de los hidrocarburos utilizados y la eficiencia de las centrales de producción. Las emisiones de CO₂ a la atmósfera en función de las fuentes de energía primaria [7-10] pueden ser calculados teniendo en cuenta los tipos de combustible fósil más habituales (carbón, gas, gasoil), y tomando como equivalente de referencia el TEP (tonelada equivalente de petróleo = 11630 kWh), ver Tablas I y II.

Alrededor del 80% de la producción mundial de electricidad genera gases de efecto invernadero. La cantidad varía de uno a otro país y depende, obviamente, de la proporción de cada una de las fuentes de energía primaria utilizadas (según disponibilidad y coste). En el caso de España, con un perfil diario de generación como el de la

Combustible	Porcentaje en producción de electricidad (países OECD) %	Porcentaje en producción de electricidad (países no OECD)%	Rendimiento % España [8] (A)
Carbón	40	44	0,38
Gas	29	44	0,50
Gasoil/Fuel	4	8	0,35
Total	73%	96%	-

TABLA I. Combustibles fósiles usados en la producción de electricidad

Combustible	Vertido ideal $TnCO_2$ /TEP (B)	Vertido real $TnCO_2$ /TEP (C) =(B)/(A)	Vertido real $kgCO_2/kWh$ (D)
Carbón	3,8	10,00	0,860
Gas	2,1	4,20	0,361
Gasoil/Fuel	2,9	8,29	0,712

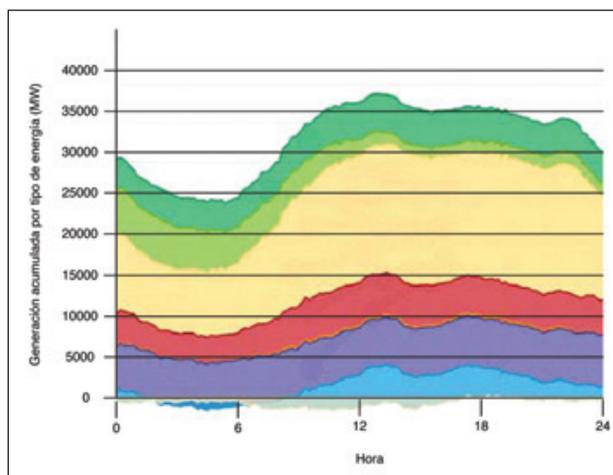
TABLA II. Emisiones de CO_2 causadas por combustibles fósiles

Figura 1: Perfil típico de generación diaria en verano.

Figura 1 [11], el régimen ordinario (energía hidráulica, nuclear, fuel/gas, carbón y ciclo combinado) cubre aproximadamente el 80% de la demanda. A partir de esta información se puede obtener el factor de emisión (FE), ver Tabla III [12].

De los datos precedentes, incluidas las fuentes emisoras de CO_2 (fuel/gas, carbón y ciclo combinado) y las no emisoras, se deduce que por cada kWh de energía producida por el mix total de generación, se produce un nivel conjunto de emisiones de 0,3246 kg de CO_2 . Para el año 2007, el total de emisiones del sistema español ha sido cuantificado en 0,3437kg/kWh de CO_2 , por Adena-WWF [13].

Fuente de energía		GWh	% (E)	ΔGWh	$\Delta\%$	Vertido real $kgCO_2/kWh$ (F)=(D) · (E)
R. Especial		20.661	7,61	271.372	100,00	-
Eólica		26.888	9,91	250.711	92,39	-
Gas (CC)		68.139	25,11	223.823	82,48	0,0907
Carbón		71.833	26,47	155.684	57,37	0,2276
Fuel/gas		2.397	0,88	83.851	30,90	0,0063
Nuclear		55.102	20,30	81.454	30,02	-
Hidráulica		26.352	9,71	26.352	9,71	-
						0,3246

TABLA III. Generación anual acumulada en España - 2007. Régimen ordinario

Las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera, dependen, en términos de energía primaria necesaria para cubrir este tipo de pérdidas, de los hidrocarburos utilizados y la eficiencia de las centrales de producción

La tendencia desfavorable que algunos países tienen respecto al cumplimiento de los compromisos de Kyoto, debido a su incremento de emisiones de CO₂, ha provocado la aparición de un comercio de derechos de emisión, en algunos casos regulado, como las asignaciones dentro de la Unión Europea [14, 15], otros informales como las bolsas de CO₂ de Londres [16] y Chicago [17], y también de sanciones por la administración, con penalizaciones económicas por incumplimiento [18]. Esto comporta, como hecho objetivo, que la tonelada emitida de gas de efecto invernadero tenga un precio de compra-venta, que en tiempos de crecimiento económico ha alcanzado una cotización superior a los 20 euros/Tn [16], ver Figura 2.



Figura 2: Variación del precio de una tonelada de CO₂ - 2008, en la bolsa de valores [16]

Para el presente estudio se establecen las siguientes premisas:

- 1 La tensión nominal de operación es 12/20 kV.
- 2 Se consideran sólo cables unipolares con aislamiento de XLPE, conductor de aluminio, y secciones

Sección (mm ²)	Ø exterior conductor (mm)	Ø exterior aislamiento (mm)	Ø exterior (mm)	Resistencia térmica del cable T ₁ +T ₃ , (T ₂ =0) (K · m/W)
150	13,9	26,9	35,2	0,435
240	18,0	31,2	39,3	0,373
400	24,0	37,3	45,1	0,308

TABLA IV. Cables tipo RHZ1 OL

normalizadas de 150, 240 y 400 mm². Se indican dimensiones y datos característicos de dichos cables en la tabla IV.

- 3 Todos los cables trabajan con un factor de carga FC del 70%, en condición de régimen permanente. El factor de carga es la relación entre la intensidad media y la corriente máxima de carga.
- 4 Se considera que las pérdidas dominantes en la red son las causadas por efecto Joule en los conductores principales de los cables.
- 5 Se desprecian las pérdidas dieléctricas.
- 6 Se desprecian las pérdidas en las pantallas de los cables.
- 7 Se desprecian los efectos pelicular y de proximidad.
- 8 Se supone una temperatura del terreno de 25°C [2].
- 9 Se considera que los costos de instalación son iguales para las tres secciones evaluadas.
- 10 Se utiliza la sección como factor proporcional de coste.

3. CÁLCULOS Y RESULTADOS

El calor generado Q_G por las pérdidas de efecto Joule P_C en la resistencia de los conductores de un cable se expresan como:

$$Q_G = P_C = nR_{ca} \cdot I^2 \quad \text{en W} \quad (\text{Ec. 1})$$

n : número de conductores del cable ($n = 1$ en unipolares)

I : corriente de carga, en A

R_{ca} : resistencia del cable con corriente alterna, en Ω/m .

Un cable en servicio se calienta debido a las pérdidas. Cuanto mayor son las pérdidas, más calor se genera y mayor es la cantidad de calor que disipa.

En equilibrio térmico se iguala el calor generado con el calor disipado hacia el medio ambiente. La temperatura de equilibrio no debe superar aquella que el cable es capaz de soportar sin daño, y viene determinada por el material de aislamiento. Por ejemplo, para el XLPE se admite una temperatura máxima en régimen permanente de 90 °C. A partir de esta temperatura se puede obtener la intensidad máxima que puede circular por un cable en régimen permanente.

Cuando la temperatura del conductor es superior a la del medio que lo rodea, el flujo de calor del cuerpo caliente al cuerpo frío para un cable unipolar ($n = 1$) responde a la siguiente expresión [19]:

$$Q_D = \frac{\theta_C - \theta_A}{T_T} = \frac{\theta_C - \theta_A}{T_1 + T_3 + T_4} \quad \text{en W} \quad (\text{Ec. 2})$$

Q_D : calor disipado al medio que rodea al conductor, en J/s

θ_C : temperatura del conductor, en °C

θ_A : temperatura del medio ambiente, en °C

T_T : resistencia térmica total (°C.m/W).

El término T_T limita la evacuación del calor generado por éste, y tiene las siguientes componentes: resistencia térmica del aislamiento del cable T_1 , resistencia térmica de la cubierta del cable (sin armadura) T_3 , resistencia térmica del medio exterior al cable, T_4 .

En régimen permanente y con equilibrio térmico se tiene $Q_G = Q_D$. Al igualar las ecuaciones (1) y (2), se obtiene la ecuación (3), que es una forma simplificada de la propuesta por CEI [19] para el cálculo de la intensidad máxima admisible:

$$I_{\max} = \sqrt{\frac{\theta_C - \theta_A}{R_{ca} [T_1 + T_3 + T_4]}} \quad \text{en A} \quad (\text{Ec. 3})$$

De aquí se puede obtener la corriente máxima admisible y determinar las pérdidas por cada franja horaria, para la que se supone un determinado factor de carga.

Se define el factor de pérdidas, FP , como la relación entre las pérdidas medias durante un determinado periodo (por ejemplo, un año) y las pérdidas correspondientes a la intensidad máxima [20]. Para un determinado factor de pérdidas, las pérdidas medias por efecto Joule en un cable se pueden determinar de acuerdo con la ecuación (4).

$$P_C = [3 \cdot R_{ca} \cdot I_{\max}^2] \cdot FP = 3 \cdot R_{ca} \cdot \frac{\theta_C \text{ admisible} - \theta_A}{R_{ca} \cdot T_T} \cdot FP \quad (\text{Ec. 4})$$

$$P_C = 3 \cdot \left(\frac{\theta_C \text{ admisible} - \theta_A}{T_T} \right) \cdot FP = K \cdot FP$$

El factor de pérdidas se suele expresar en función del factor de carga, FC , mediante una fórmula general como la siguiente [19]:

$$FP = A \cdot FC + B \cdot FC^2 \quad (\text{Ec. 5})$$

En este artículo se utilizará una relación simplificada para la que $A = 0$, pérdidas fijas (las dieléctricas, consideradas despreciables en premisa 5) y $B = 1$ pérdidas variables (las pérdidas Joule, consideradas dominantes en premisa 4). De esta forma queda la siguiente relación:

$$P_C = P_{\text{Joule}} = K \cdot FC^2 \quad (\text{Ec. 6})$$

Para un cable de 150 mm² funcionando a plena carga y para el que la temperatura máxima admisible es 75 °C, para evitar desecación del suelo, la constante K es

$$3 \cdot \frac{\theta_C \text{ admisible} - \theta_A}{T_T} = 3 \cdot \frac{75 - 25}{T_T} = \frac{150}{T_T} \quad \text{W/m}$$

La Figura 3 muestra las curvas de pérdidas que corresponden a este cable para diferentes valores de T_4 . Los otros valores de resistencias térmicas se indican en la Tabla IV.

Es importante entender lo que significan los resultados mostrados en la figura. Téngase en cuenta que las pérdidas en el cable sólo dependen del valor de la intensidad que circule por sus fases, independientemente de cual sea el valor de T_4 . Sin embargo, el valor de la intensidad máxima (y por tanto de la potencia máxima) que puede transportar el cable aumenta conforme disminuye el valor de T_4 . Es decir, para un mismo factor de carga la potencia que se puede transportar es más pequeña conforme aumenta el valor de T_4 , de ahí que las pérdidas disminuyan conforme aumenta el valor de T_4 .

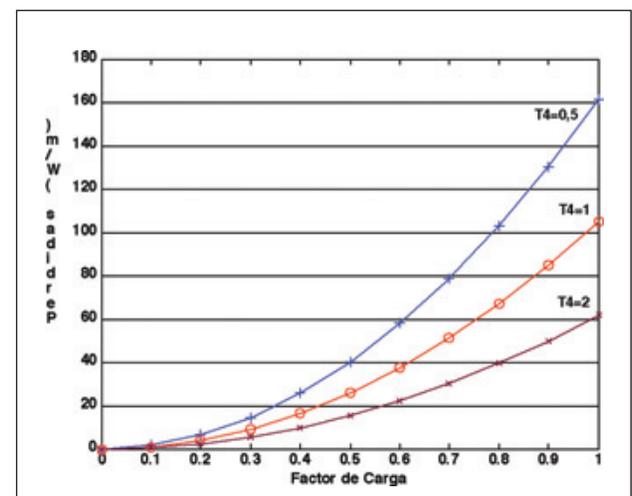


Figura 3: Pérdidas trifásicas.

A cada tramo de una curva de demanda se le puede asignar un factor de carga FC. La Tabla V muestra un ejemplo, en el que para la franja de máximo consumo se ha tomado un FC del 70%, siendo la media ponderada diaria del 61%.

Para cada factor de carga, la curva de la Figura 3 permite obtener la potencia perdida por kilómetro y la energía perdida por franja horaria. La Tabla VI muestra los resultados correspondientes a una línea trifásica de 1 km.

E_p : energía perdida por día, en kWh

FE : factor de emisión, en kg/kWh

C_e : precio de las emisiones, en €/kg.

Si se usa el valor de FE obtenido anteriormente, 0.3246 kg/kWh, y se consideran los tres casos de la tabla VI (cuyas pérdidas de energía por día son 1464, 953 y 561 kWh/km, respectivamente), el coste de emisiones de CO₂ para distintos escenarios de precios de C_e será el que muestra la Tabla VII.

Tramos de carga (MW)	20000 a 25000	25000 a 30000	30000 a 35000	35000 a 40000
Factor de carga (%)	43,8	52,5	61,3	70
Franja horaria (tiempo en h)	2	7	5	10

TABLA V. Factor de carga por franja horaria

Tramos de carga (MW)	20000 a 25000	25000 a 30000	30000 a 35000	35000 a 40000
Con resistencia térmica del terreno (T4)= 0,5				
Potencia pérdidas (kW/km)	30,8	44,4	60,4	78,9
Energía perdida (kWh/km)	61,7	310,9	302,2	789,5
Con resistencia térmica del terreno (T4)= 1				
Potencia pérdidas (kW/km)	20,1	28,9	39,3	51,4
Energía perdida (kWh/km)	40,1	202,2	196,6	513,6
Con resistencia térmica del terreno (T4)= 2				
Potencia pérdidas (kW/km)	11,8	17,0	23,1	30,2
Energía perdida (kWh/km)	23,6	119,0	115,7	302,3

TABLA VI. Pérdidas en una red subterránea trifásica de 1 km

Recuérdese que la forma en la que el factor de carga ha sido empleado en estos cálculos supone que toda la demanda es realizada mediante cables de la misma sección, 150 mm², y que coinciden la demanda máxima y la potencia máxima admisible en los cables subterráneos, de ahí que aunque la sección de los cables sea la misma en los tres estudios mostrados en la tabla, los resultados sean distintos, debido a que la capacidad de transporte varía con el valor de T_4 . En realidad se puede suponer que si aumenta el valor de T_T debe aumentar el número de cables necesarios para transportar la misma potencia.

El total de energía perdida por día será:

$$3 \cdot \frac{\theta_{C \text{ admisible}} - \theta_A}{T_T} = 3 \cdot \frac{75 - 25}{T_T} = \frac{150}{T_T} \text{ W/m} \quad (\text{Ec. 7})$$

P_{Ci} : potencia perdida para cada factor de carga, en kW/km

L : longitud del cable, en km

t_i : tiempo equivalente por franja horaria de carga, en h

i : franja horaria.

El costo total de emisiones diarias será:

$$E_p = \sum P_{Ci} \cdot L \cdot t_i \text{ en kWh} \quad (\text{Ec. 8})$$

Si se toman los datos de la Tabla VII, del ejemplo de generación en España, y se considera un escenario desfavorable con $C_e = 0,010$ €/kg y 50% de las pérdidas. El coste de las emisiones de CO₂ y de las pérdidas, utilizados

Téngase en cuenta que las pérdidas en el cable sólo dependen del valor de la intensidad que circule por sus fases, independientemente de cual sea el valor de T4. Sin embargo, el valor de la intensidad máxima (y por tanto de la potencia máxima) que puede transportar el cable aumenta conforme disminuye el valor de T4.

Total energía pérdida por día (kWh)	FE (kg/kWh)	C _e (€/kg)	Coste Diario Emisiones (€)	Coste anual Emisiones (€)
Con resistencia térmica del terreno (T ₄)= 0,5				
1.464	0,3246	0,020	9,50	3.469
1.464	0,3246	0,015	7,13	2.602
1.464	0,3246	0,010	4,75	1.735
Con resistencia térmica del terreno (T ₄)= 1				
953	0,3246	0,020	6,18	2.257
953	0,3246	0,015	4,64	1.693
953	0,3246	0,010	3,09	1.128
Con resistencia térmica del terreno (T ₄)= 2				
561	0,3246	0,020	3,64	1.329
561	0,3246	0,015	2,73	996
561	0,3246	0,010	1,82	664

TABLA VII. Coste emisiones de CO₂ por km

Total energía pérdida por día (kWh)	FE (kg/kWh)	C _e (€/kg)	Coste Diario Emisiones (€)	Coste anual Emisiones (€)
732	0,3246	0,010	2,38	867
476	0,3246	0,010	1,55	564
280	0,3246	0,010	0,91	332

TABLA VIII. Coste del 50% emisiones CO₂ por km

Total energía pérdida por día (kWh)	Precio medio kWh - 2008 [21] (€/kWh)	Coste Diario (€)	Coste anual (€)
732	0,065	47,59	17.369
476	0,065	30,96	11.300
280	0,065	18,22	6.652

TABLA IX. Coste diario y anual del 50% de las pérdidas por km

Sección (mm ²)	Supuesto 1: 50% de las pérdidas y T ₄ =0,5			Ahorro anual (€)
	Coste anual Emisiones (€) *	Coste anual Pérdidas (€)	Coste total anual (€)	
150	867	17.369	18.237	
240	542	10856	11.398	6.839
400	325	6514	6.839	11.398
Supuesto 2: 50% de las pérdidas y T ₄ =1				
150	564	11.300	11.865	
240	353	7063	7.415	4.449
400	212	4238	4.449	7.415
Supuesto 3: 50% de las pérdidas y T ₄ =2				
150	332	6.652	6.984	
240	208	4157	4.365	2.619
400	125	2494	2.619	4.365

TABLA X. Ahorro de costes por incremento de sección.

* Escenario coste de emisiones de CO₂ (0,01 €/kg) - FC medio ponderado diario del 61%

como referencia para el cálculo de incremento de sección de conductor, serán los indicados en las Tabla VIII y IX, respectivamente.

Los resultados anteriores se corresponden con un cable de sección 150 mm², cuya capacidad máxima de transporte ha servido como referencia para el cálculo de los factores de carga. Puesto que con otro cable de sección distinta, la potencia máxima admisible es distinta, también lo serán los factores de carga. El cálculo de las pérdidas de potencia y de energía con otra sección de cable, así como el coste anual de las emisiones correspondientes se puede realizar de forma muy simple recordando que la resistencia de un cable es inversamente proporcional a su sección transversal. De esta forma es fácil razonar que tanto las pérdidas de energía como los costes de emisiones se reducen en razón inversa a la sección de los cables, tal como muestra la Tabla X.

Los resultados de la Tabla X están de acuerdo con lo mostrado en la Figura 3, en la que para un mismo factor de carga, y las pérdidas disminuyen conforme aumenta el valor de T₄ debido a que también disminuye la intensidad máxima que puede admitir un cable. En realidad lo que muestra la Tabla X, es que el ahorro anual por km de cable es inferior con un valor más elevado de T₄; sin embargo, para atender la misma demanda total será necesario instalar más km de cable para valores más grandes de T₄.

Si se consideran varios niveles de inversión adicional (5.000, 6.000, 8.000, 12.000 y 20.000 €/km), necesarios para pagar el costo del incremento de sección de conductor, de 150 a 240 mm² ó de 240 mm² a 400 mm², respectivamente, incluida la diferencia de costo en accesorios, la recuperación de dicha inversión, en base al ahorro obtenido de emisiones y pérdidas, a un interés del 4%, se representa en las Figuras 4 y 5.

Para el supuesto de 50% de pérdidas Joule provenientes de fuentes de energía a base de combustibles fósiles, con $T_4 < 2$, y un FC medio de la red de distribución igual o superior al 57%, los incrementos de inversión evaluados, asociados a incrementos de sección, pueden ser recuperados en tres o menos años

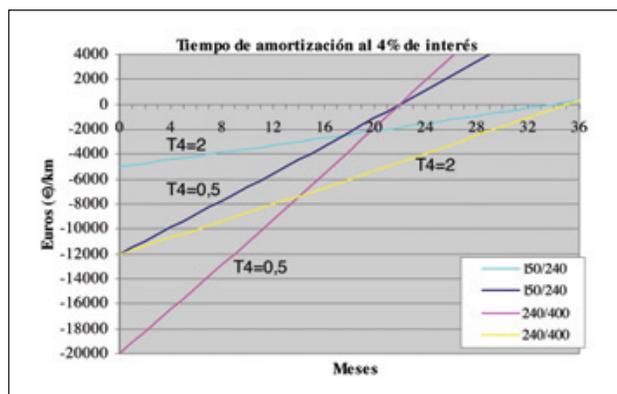


Figura 4: Retorno inversión. Supuestos 1 y 3 - Tabla X

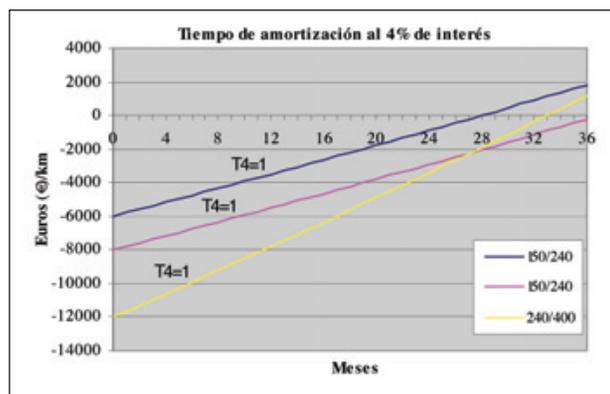


Figura 5: Retorno inversión. Supuesto 2 - Tabla X

4. CONCLUSIONES

Se ha presentado un método que permite estimar el coste de emisiones de CO_2 , en función de la sección de los conductores de una línea subterránea de distribución, cuando la producción de energía a base de combustibles fósiles es elevada.

El coste de emisión de kg de CO_2 , ocasionado por la generación necesaria para cubrir las pérdidas Joule, es pequeño en comparación con el coste en kWh que las propias pérdidas representan. Sin embargo, dichos costes de emisión son del orden del 9% de los costes de pérdidas Joule, para un escenario de emisiones de CO_2 a costes de 0,02 (€/kg). Esta relación se incrementa al incluir el coste del combustible gastado en dichas emisiones.

Para el supuesto de 50% de pérdidas Joule, con $T_4 \leq 2$, y un FC medio ponderado diario de la red de distribución igual al 61%, los incrementos de inversión evaluados, asociados a incrementos de sección, pueden ser recuperados en tres o menos años, bajo las condiciones financieras consideradas. Y además se evitan posibles sanciones.

Dada la proporcionalidad entre pérdidas y sección, si se considera el 100% de pérdidas Joule, duplicando los supuestos considerados en este estudio, los incrementos de

inversión por km, asociados a incrementos de sección, pueden recuperarse en la mitad del tiempo o en el mismo tiempo recuperar el doble de incremento.

La aplicación de criterios de recuperación de inversión, en base al conjunto de ahorros en distribución y generación, no es posible en aquellos países donde la legislación o regulaciones imponen realidades retributivas diferenciadas a las actividades de distribución y generación. Este tipo de regulación, necesaria desde el punto de vista de negocio liberado, va en contra dirección respecto al comportamiento físico y unitario de los sistemas eléctricos de potencia, y en consecuencia no ofrece estímulos a la inversión en mejoras, para reducción de pérdidas en distribución que repercutan en reducción de emisiones de CO_2 , menos aún a quién carece de cupo en generación.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEC. *Guide to the selection of high-voltage cables*. IEC 60183. Edition 2, Suiza: IEC, 1984.
- [2] IEC. *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 3: Sections on operating conditions*

- Section 1: *Reference operating conditions and selection of cable type*. IEC 60287-3-1. Edition 1.1, Suiza: IEC, 1999.
- [3] IEEE. *Guide for the Design and Installation of Cable Systems in Substations*. Annex C (*Cable selection*). IEEE 525. Revision of IEEE 525-1992, New York: IEEE, 2007.
- [4] IEC. *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 3: Sections on operating conditions - Section 2: Economic optimization of power size*. IEC 60287-3-2. Edition 1, Suiza: IEC, 1995.
- [5] Naciones Unidas. *Protocolo de Kyoto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*. Documento GE.05-61702 (S). Naciones Unidas. 1998. Disponible en Web:
<http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>.
- [6] España. Generalitat de Catalunya, Institut Català d'Energia, *Balanç Energètic de Catalunya 2006*. Setmana de l'Energia 2007. 19 de Octubre de 2007, [en línea]. Disponible en Web:
http://www.gencat.cat/economia/doc/doc_29565278_1.pdf.
- [7] International Energy Agency (IEA). *Map Energy Indicators - World - CO2 Emissions 2006* [en línea]. Disponible en Web:
<http://www.iea.org/Textbase/country/maps/world/co2.htm>.
- [8] Taylor Meter, Lavagne d'Ortigue Olivier, Trudeau Natalie, Francoeur Michel. *Energy Efficiency indicators for public electricity production from fossil fuels* [en línea]. IEA Information paper, Julio 2008. Disponible en Web:
http://www.iea.org/textbase/papers/2008/En_Efficiency_Indicators.pdf.
- [9] Reinaud Julia. *CO2 Allowance & Electricity Price Interaction. Impact on industry's electricity purchasing strategies in Europe* [en línea]. IEA Information paper, Febrero 2007. Disponible en Web:
http://www.iea.org/textbase/papers/2008/En_Efficiency_Indicators.pdf.
- [10] IEA. *Key World Energy Statistics 2008* [en línea]. IEA Statistics Book 2008. Disponible en Web:
http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/key_stats_2008.pdf.
- [11] Red Eléctrica de España, *Demanda en tiempo real* [en línea]. Disponible en Web:
http://www.ree.es/operacion/curvas_demanda.asp.
- [12] Red Eléctrica de España. *El sistema eléctrico español en el 2007*. Memoria [en línea]. Disponible en Web:
http://www.ree.es/sistema_electrico/pdf/infosis/Inf_Sis_Elec_REE_2007_v2.pdf.
- [13] ADENA-WWF. “El Sistema Eléctrico peninsular Español”. *Boletín El Observatorio de la Electricidad* [en línea]. Año 2007. Disponible en Web:
http://www.wwf.es/que_hacemos/cambio_climatico/que_puedes_hacer/observatorio_de_la_elctricidad/.
- [14] Unión Europea. Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. *Diario Oficial de Unión Europea*, 25 de octubre de 2003, ES. p. L 275/32.
- [15] Gámez-Carmona Mabel. “Sector eléctrico español en competencia: aportaciones a la problemática técnico-económica asociada a su liberalización, sostenibilidad y alcance en entorno europeo”. Director Bosch-Tous R. Tesis doctoral. Universitat Politècnica de Catalunya, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Barcelona, 2008.
- [16] SENDECO2. *Sistema electrónico de negociación de derechos de emisión de dióxido de carbono*. La bolsa de SENDECO2 [en línea]. Disponible en Web:
<http://www.sendeco2.com/spanish.php>.
- [17] Chicago Climate Exchange. *Volumen diario de CO2* [en línea]. Disponible en Web:
www.chicagoclimatex.com.
- [18] España. Real Decreto Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. *Boletín Oficial del Estado*, 28 de agosto de 2004, núm. 208, p. 30096.
- [19] IEC. “Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1: Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses - Section 1: General”. IEC 60287-1-1. Edition 2, Suiza: IEC, 2006.
- [20] Gönen Turan. *Electric Power Distribution System Engineering*. Edition 2. Boca Raton Florida: CRC Press, 2007. 856p. ISBN 978-1420062007.
- [21] Red Eléctrica de España. *Boletines Mensuales 2008* [en línea]. Disponible en Web:
http://www.ree.es/sistema_electrico/boletin_mensual_ree.asp.